

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №19-11-00298). Все исследования проводились на базе центра “Микро- и наномасштабная динамика дисперсных систем” Башкирского государственного университета.

Список публикаций:

- [1] Костарев К. Г., Шмыров А. В. Конвекция жидкого мономера при фотополимеризации гелей в центробежном поле // Конвективные течения. – 2005. – №. 2.
- [2] Winkel, F., Messlinger, S., Schopf, W., Rehberg, I., Siebenburger, M., and Ballauff, M., Thermal convection in a thermosensitive colloidal suspension, *New J. Phys.*, vol. 12, 053003, 2010
- [3] Тухбатова Э.Р., Мусин А.А., Юлмухаметова Р.Р., Ковалева Л.А. Исследование влияния тепловой конвекции на процесс разрушения водонефтяной эмульсии при СВЧ воздействии // Вестник Башкирского университета // 2017, Т.22, №4, С.930–934.

## **Анализ технологических показателей разработки месторождения при осуществлении водогазового воздействия на нефтяной пласт в рамках трехфазной фильтрационной модели**

**Дмитриев Игорь Олегович**

**Шевелёв Александр Павлович**

**Тюменский государственный университет**

**Фёдоров Константин Михайлович**

**I.O.Dmitriev@utmn.ru**

Применяемые в настоящее время технологии увеличения нефтеотдачи включают в себя множество различных методик, ориентированных на повышение эффективности извлечения нефти. Одной из таких методик является воздействие на пласт путём одновременной или попеременной (оторочечной) закачки воды и природного газа. Для достижения наилучших показателей эффективности требуется проведение комплексных исследований, определяющих оптимальный состав применяемого газа, технику его закачки, а также достижимость смешиваемости газа с нефтью. Согласно многочисленным экспериментальным и численным исследованиям, максимальный контроль подвижности, а следовательно, и равномерность фронта вытеснения достигается в широком диапазоне газовойодяных соотношений [1].

Одним из важнейших этапов рабочего процесса для исследования массопереноса при трёхфазной фильтрации в коллекторе является определение и наглядное представление взаимосвязи между содержанием нефтяной, водной и газовой фаз и фазовыми проницаемостями коллектора. В статье использованы треугольные диаграммы насыщенности, на которых отображены линии, соответствующие определённым значениям относительной фазовой проницаемости. Сложность данного этапа исследования представляет трудоёмкость и дороговизна экспериментального определения ОФП в трёх фазах, вследствие чего было предложено несколько эмпирических моделей построения моделей трёхфазных ОФП (далее 3-ОФП) по имеющимся экспериментальным данным о двухфазных ОФП [2]. Однако, в зависимости от условий смачиваемости коллектора, модельные 3-ОФП нередко дают различные результаты для процессов дренажа и пропитывания, что приводит к неточности в прогнозировании технологических параметров ВГВ. Кроме того, часто применяемая на практике концепция представляющая изопермы на треугольной диаграмме прямыми линиями, не является однозначно подходящей для процесса смешивающегося вытеснения [3].

Для увеличения достоверности результатов моделирования 3-ОФП в работе, была написана программа на языке Delphi, обеспечивающая построение изоперм в соответствии с двумя моделями Стоуна. Методика применения моделей Стоуна и их сравнение с другими моделями 3-ОФП ранее было подробно изложено [4]. Для двухфазной проницаемости были приняты следующие параметры: остаточная водонасыщенность – 0,22, остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой – 0,26, газом – 0,26, остаточная газонасыщенность отсутствует. Смачивающей фазой для коллектора является вода, несмачивающей – газ, нефтяная фаза принята в качестве промежуточной. На рис. 1 и рис. 2 представлены изопермы для нефти согласно модели Stone 1 (красный цвет) и модели Stone (коричневый цвет). Изопермы соответствуют слева направо значениям ОФП нефти равным 0,6, 0,4, 0,2 и 0,02. Синий треугольник условно ограничивает исследуемую зону линиями остаточной нефтенасыщенности (левая сторона), водонасыщенности (правая сторона) и газонасыщенности (нижняя сторона). Как видно из рисунков, прогноз для 3-ОФП достаточно точно совпадает в областях порядка 0,1 и значительно отличается (более 30%) в области с проницаемостью порядка 0,01, соответствующей области с низким содержанием нефти. Данная зона была определена как зона сниженной точности и показана оранжевым цветом на рис.3.

Применение треугольных диаграмм позволяет наглядно представить тип смешиваемости, наблюдаемой в пласте и соответствующей межфазные переходы, которые могут наблюдаться при изменении содержания фаз,

вследствие закачки воды и газа. На рис.4 представлены пути-траектории, соответствующие различным техникам вытеснения, голубые точки соответствуют закачке сухого газа, красные – газа, обогащённого промежуточными компонентами, зелёные – заводнению и фиолетовые – совместной закачке газа и воды. Как видно из рисунка, влияние зоны пониженной точности на итоговый прогноз может различаться для различных методов вытеснения, в зависимости от длины отрезка траектории, пересекающего зону неопределённости.

На данный момент, в распоряжении авторов имеется инструмент, позволяющий наглядно смоделировать поведение фаз при трёхфазной фильтрации как в гидрофильном, так и гидрофобном коллекторе. Для гидрофобного коллектора смачивающей фазой является нефть, промежуточной – вода, а газ остаётся несмачивающей. Соответственно, треугольные диаграммы будут отображать 3-ОФП водной фазы, а зона неопределённости будет расположена вдоль левой стороны треугольника остаточных насыщенных. В дальнейшем планируется представление, сравнение и анализ результатов моделирования для коллекторов с обоими типами смачиваемости на примере реального месторождения.

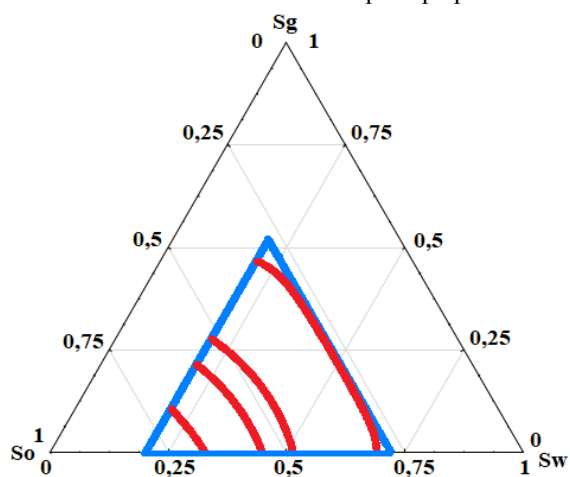


рис. 1. Изопермы, согласно модели Stone 1 в треугольнике остаточных насыщенных

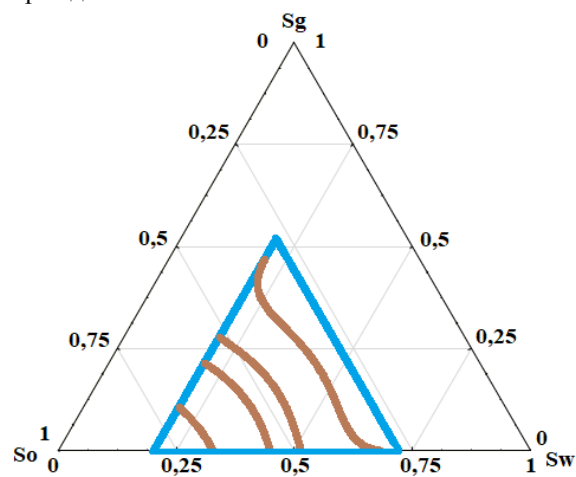


рис. 2. Изопермы, согласно модели Stone 2 в треугольнике остаточных насыщенных

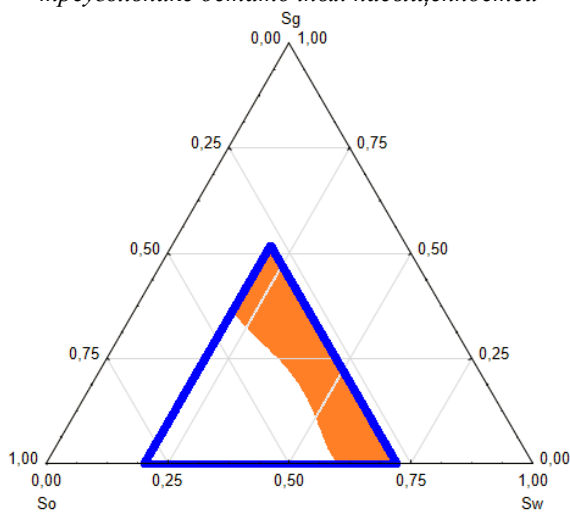


рис. 3. Зона пониженной точности данных

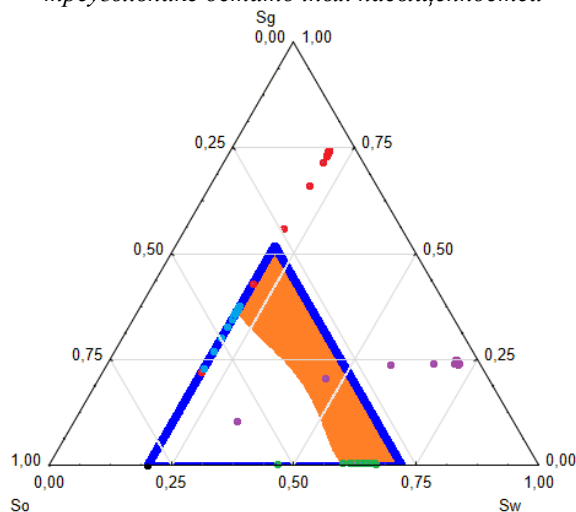


рис. 4. Пути-траектории, соответствующие различным технологиям вытеснения нефти

#### Список публикаций:

- [1] Дроздов А.Н., Телков В.П., Егоров Ю.А., Вербицкий В.С., Деньгаев А.В., Хабибуллин А.Р., Матвеев Г.Н., Чабина Т.В. Исследование эффективности вытеснения высоковязкой нефти водогазовыми смесями. *Нефт.хозяйство*, 1, 2007, с.58-59.
- [2] Fayers F.J., Matthews J.D. Evaluation of Normalized Stone's Methods for Estimating Three-Phase Relative Permeability. *SPE Journal*, Apr. 1984, p.224-232.
- [3] Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha, P.L.J. Immiscible Nitrogen Flooding in Bentheimer Sandstones: Comparing Gas Injection Schemes for Enhanced Oil Recovery. *SPE Conference Paper 190285-MS*, 2018.
- [4] Blunt M.J. An Empirical Model for Three-Phase Relative Permeability. *SPE-56474-MS*, 1999.